

нормальных или аварийных режимов (уровни напряжений, потери, токи КЗ, запасы устойчивости, перенапряжения и др.). 2. Наличие большого количества специализированных моделей усложняет процесс получения нужной оценки и принятия решений, так как такие модели имеют ограниченную точность из-за принятых допущений, разработаны на разной методической, математической, алгоритмической основе, различаются составом и формой подготовки исходных данных, представлением результатов. 3. Другим, альтернативным, и более целесообразным при достигнутом уровне развития методов и средств математического моделирования и ЭВМ, представляется подход к разработке математических моделей, основанный на минимальном количестве допущений, учете возможно большего (в рамках возможностей имеющихся вычислительных средств) количества факторов, который позволяет расширить круг решаемых задач и, как следствие, ограничить набор требующихся моделей небольшим количеством обобщенных, базовых, решающих то же множество задач и с более высокой точностью. 4. Реализация такого подхода возможна на пути представления элементов электрических сетей и системы в целом не однофазными эквивалентами (в симметричных составляющих, d-q-0 координатах, модальных составляющих и др.), а реальной трехфазной моделью на основе уравнений в фазных координатах.

Список литературы. 1. Расчеты переходных процессов при однофазных замыканиях на землю в компенсированных сетях / Ф. А. Романюк, В. И. Новаиш, Н. Н. Бобко и др. // Энергетика. — 2002. — №4. 2. Моделирование воздушных линий электропередачи для расчета наведенных напряжений / М. Ш. Мисриханов и др. // Электрические станции. — 2003. — № 1. — С. 47–55. 3. Александров Г. Н. Переходные процессы в сетях с резонансным токоограничивающим устройством / Г. Н. Александров, С. В. Смоловик // Электричество. — 2002. — № 1. — С. 15–20. 4. Ефимов Б. В. Наведенные напряжения на воздушных линиях при неоднородных трассах сближения / Б. В. Ефимов, Г. П. Фастий, М. В. Якубович. — Электрические станции. — 2002. — № 8. — С. 3–9. 5. Венрик Ю. Н. Базовая модель электромагнитных переходных процессов в электрических системах с несимметрией / Ю. Н. Венрик // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. — 2010. — №2. — С. 37–42. 6. Венрик Ю. Н. Задача математического моделирования стационарных режимов электрических систем в обобщенной постановке. / Ю. Н. Венрик // Электротехника и электромеханика. — 2010. — № 3. — С. 59–61. 7. Венрик Ю. Н. Базовая модель электромеханических переходных процессов в электрических системах с несимметрией / Ю. Н. Венрик, В. Ю. Венрик // Энергетика и электрификация. — 2010. — № 6. — С. 14–21.

Венрик Юрий Николаевич закончил Новосибирский электротехнический институт по специальности «Электрические системы и сети» в 1963 году. Защитил кандидатскую диссертацию в 1977 по вопросам устойчивости режимов электрических систем. Научные направления: развитие теории и методов математического моделирования режимов электрических систем с несимметрией.

Поступила в редколлегию 03.09.10

УДК 621.311

Д. И. ВОРОНЕНКО, аспирант, НТУ «ХПИ»

ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ ПРИ УПРАВЛЕНИИ РЕГИОНАЛЬНЫМИ ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ

В роботі представлена інформаційна система підтримки ухвалення рішень на основі трьох видів моделей прогнозування енергоспоживання на наступні доби. Методологія використання, архітектура і способи взаємодії елементів системи направлені на підвищення ефективності управління регіональними енергосистемами на основі оцінки щоденної ситуації про попит на електроенергію.

In work the informative system of support of acceptance of decisions on the basis of three types of models of prognostication of energy consumption on next days is represented. Methodology of the use, architecture and methods of co-operation of elements of the system, are directed on the increase of efficiency of management by regional grids on the basis of estimation of daily situation about demand on electric power.

Введение. Современные электроэнергетические системы (ЭЭС) представляют собой сложные, многосвязные, пространственно разнесенные иерархические объекты, функционирующие в условиях переменности структуры, параметров и режимов работы при многочисленных внешних и внутренних возмущениях как систематического, так и случайного характера [1]. Это определяет сложность задач управления ими. Еще в 70-е гг. началось активное внедрение автоматических систем диспетчерского управления (АСДУ) в энергосистемы [2]. Именно в эти годы началось формирование иерархических телеинформационных сетей, обеспечивающих передачу телеметрической информации от энергообъектов на диспетчерские пункты энергосистем. В последнее десятилетие в Украине происходит интеграция систем управления, как объектная, так и функциональная на единой технической и информационной основе. Можно говорить о росте числа взаимосвязей между АСДУ разных уровней, автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) объектов, систем защиты, управления и контроля, средств управления в нормальных и аварийных режимах и т. д. Например, действующая с 90-х годов в г. Харькове АСКУЭ Харьковоблэнерго с более 2000 узлами учета на фидерах городских подстанций позволила собрать уникальный архив данных, который был затем интегрирован с данными АСУ ТП Харьковской ТЭЦ-5 о связанном потреблении энергоресурсов в рамках проекта по созданию системы мониторинга качества теплоснабжения жилых массивов г. Харькова [3]. Данная комбинация обеспечила уникальную основу для проведения исследований по созданию эффективных информационных систем для прогнозирования энергопотребления, автоматизации диспетчерского

управления и поддержки принятия решений диспетчерами. Системы управления региональными и коммунальными энергосистемами исторически строились на принципах локальности и математической простоты принятия решений, и процесс принятия решения в них делегирован человеку. Однако на текущий момент, с одной стороны, рыночные отношения и усложнение процессов в обществе и энергетике, приводят к усложнению динамики воздействующих внешних факторов, с другой стороны, развитие вычислительной техники и информационных технологий предоставляет большие возможности как в отношении обмена информацией между узлами управления, так и методов ее переработки.

Иерархическая система диспетчерского управления ОЭС Украины имеет две основные ступени: центральное диспетчерское управление (ЦДУ) ОЭС Украины, и центральные диспетчерские службы (ЦДС) региональных электроэнергетических систем. Ниже этих ступеней иерархии находятся пункты оперативного управления городскими энергосистемами, электростанциями, предприятиями электрических сетей и районами электрических сетей.

Исключительная сложность задачи управления режимами ЭЭС также обуславливает ее разделение на ряд более простых систем, относящихся к четырем уровням временной иерархии управления: долгосрочное планирование режимов; краткосрочное планирование режимов; оперативное диспетчерское управление текущими режимами; автоматическое управление нормальными и аварийными режимами.

Постановка задачи. Совокупность реальных процессов, которые могут возникнуть при управлении функционированием ЭЭС и, особенно в связи с аварийными ситуациями, существенно шире и богаче, нежели выразительные средства, свойственные численному моделированию. Поэтому большего успеха в решении задач оперативного управления режимами ЭЭС, по-видимому, можно достичь, комбинируя широко используемые математические методы с возможностями новых информационных технологий, поддерживаемых средствами искусственного интеллекта таким образом, чтобы достоинствами одних компенсировать недостатки других в рамках комплекса задач АСДУ ЭЭС на разных ее территориальных уровнях.

В данной работе предложена архитектура и распределение ролей для информационной системы поддержки принятия решений регионального уровня, работающего на единой информационной основе. Система предназначена для информационной поддержки краткосрочного управления региональной энергосистемой, так как именно этот уровень, во-первых, требует взаимосвязи нескольких участников энергорынка и местного самоуправления на региональном уровне, во-вторых, в отличие от долгосрочного планирования, не обладает большим временным горизонтом для принятия решения (тем более что долгосрочное планирование является прерогативой более высоких уровней управления) и, в-третьих, в отличие от

оперативного, не является реакцией на непредвиденные или относительно несложные ежеминутные изменения и позволяет экономить значительные средства на местном уровне за счет более качественного анализа, прогнозирования и интеллектуальной поддержки принятия ежесуточных решений и плановых корректировок. Понимая масштабность поставленной задачи, на первом этапе она рассмотрена со следующими ограничениями: рассматриваются только городская энергосистема и задача прогнозирования, как основа для принятия оперативных решений на региональном уровне.

Информационная система поддержки принятия решения в региональном координационном центре. На современном этапе развития АСДУ особенно важны вопросы совершенствования управления в ЭЭС на региональном уровне. Это связано с расчленением технологически связанных систем после либерализации энергетики и разграничения форм собственности. Текущая ситуация требует необходимости совершенствования диспетчерского управления региональными ЭЭС путем создания региональных координационных центров (РКЦ) по регулированию ТЭК и разработки принципиально новых подходов, в том числе, основанных на методах искусственного интеллекта и принципах адаптивного управления.

Перечисленные задачи, решаемые в АСДУ ЭЭС, требуют разработки новых и совершенствования уже существующих методов текущего (долгосрочного, краткосрочного) планирования режимов и оперативного управления ими. Это касается как методического аспекта, так и увеличения темпа выдачи получаемых в АСДУ решений. Произвести всесторонний анализ полученных решений, проверить их достоверность и выдать соответствующие рекомендации обслуживающему энергосистему персоналу невозможно без применения специально разработанных для этих целей интеллектуальных, информационно-вычислительных средств.

Предыдущие исследования по созданию прогностических моделей специально адаптированных для применения в системах поддержки принятия решений регионального уровня показали высокую точность прогностических моделей как регрессионного типа на базе нейросетей типа многослойный перцептрон (МСП) [4], так и классификационного типа на базе нейросетей каскадной корреляции (НKK) Фалмана [5]. Это позволяет перейти на следующий уровень автоматизации и разработать методические и архитектурные принципы применения указанных моделей в работе комплекса управления энергосистемой, как для отображения на экране компьютера для поддержки принятия решений РКЦ (краткосрочное планирование и оперативное управление), так и для автоматического регулирования нагрузки источников электроснабжения (автоматическое управление). Принимая во внимания сегодняшние практические задачи и потребности региональных ТЭК, информационная система поддержки принятия решений (ИСППР) по ежесуточному планированию отпуска электричества и тепла (управлению

энергосистемой) на региональном уровне представляется наиболее целесообразной в том виде в котором она представлена на рис. 1.

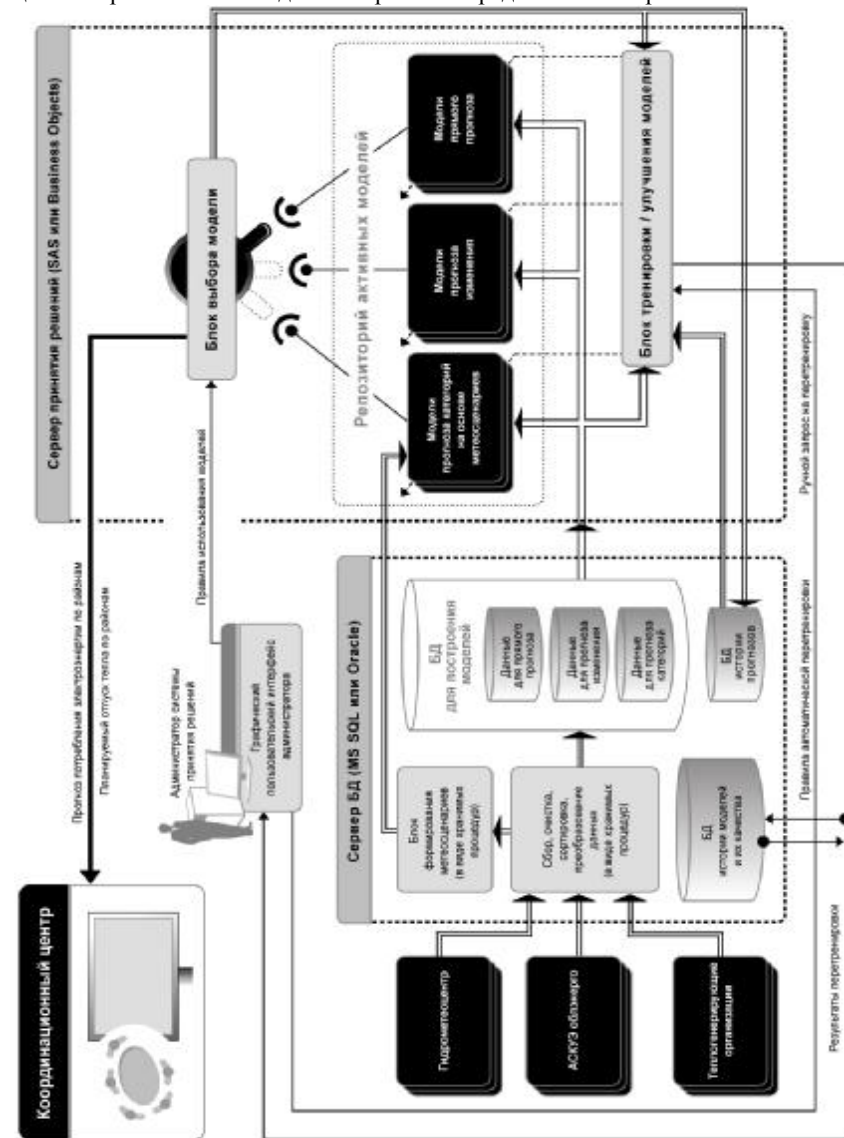


Рис. 1 - Информационная система поддержки принятия решения в региональном координационном центре

Для повышения устойчивости, надежности, горизонтальной и вертикальной расширяемости ИСППР предлагается использовать два сервера: сервер баз данных, использующий СУБД MSSQL или Oracle; и сервер принятия решений, который может быть в относительно короткий срок настроен при условии использования в качестве основы для организации информационных и управляющих потоков серверного программного обеспечения компании SAS или стандартной системы создания бизнес-процессов компании Business Objects (дочерняя компания SAP). В случае выбора решения от SAS более простым будет организовать репозиторий моделей, ежедневную работу с моделями и их периодическую адаптацию и улучшение. В случае выбора решения от Business Objects более просто и эффективно можно будет организовать информационные потоки, систему отчетности и пользовательский интерфейс для пользователей ИСППР. Для максимального удешевления ИСППР всю ее программную часть можно создать на одном сервере, где на платформе Linux установить СУБД Oracle и, используя средства программирования Oracle, организовать репозиторий моделей, бизнес потоки и отчетность. Для перетренировки моделей можно использовать программное обеспечение, созданное в рамках данной работы.

Потоки данных в ИСППР будут организованы следующим образом. Данные из трех основных источников: Гидрометеоцентра, АСКУЭ Облэнерго и систем сбора телеметрической информации теплогенерирующих предприятий будут поступать в блок очистки, сортировки и преобразования, который будет организован как набор хранимых процедур на сервере БД. Подготовленные данные будут подаваться в блок формирования метеосценариев для преобразования метеоданных в базовые метеосценарии по методике описанной в [6]. Также подготовленные данные будут передаваться в БД для построения моделей, которая организована как три отдельных хранилища, по одному для каждого типа моделей: прямой прогноз, прогноз изменения и прогноз категорий. Предварительная подготовка и обработка данных для каждого типа моделей должна осуществляться согласно методологии описанной в [6]. Получение новых данных (по умолчанию система работает ежесуточно, однако может быть настроена на работу с любой периодичностью) автоматически инициирует их подготовку и распределение, после чего подготовленные данные поступают на вход активных прогнозных моделей. Активные модели хранятся в репозитории активных моделей, расположенном на сервере принятия решений. Для каждого теплофикационного района города создается и хранится по три модели каждого типа.

Согласно правилам использования моделей, задаваемых администратором ИСППР, блок выбора моделей определяет какие типы моделей для каждого из районов города необходимо активировать для

получения соответствующего прогноза. Затем блок автоматически начинает выполнять операцию по прогнозированию спроса на электрическую энергию на новые сутки (или другой заданный в правилах период времени) для каждого из районов. При каждом получении новых данных также автоматически инициируется работа блока тренировки и улучшения моделей. Данный блок проверяет, подтвердились ли за прошедшие сутки прогнозы, сделанные активными моделями накануне, для чего извлекает данные из БД истории прогнозов. Для каждой активной модели, если спрос на электроэнергию был спрогнозирован правильно, т.е. в пределах установленной погрешности, делается вывод, что нейронная сеть данной модели не нуждается в дополнительной тренировке, и блок завершает свою работу. Если точность прогноза недостаточна, и необходима перетренировка модели, то блок начинает цикл тренировки по известным примерам потребления, а также новым эпизодам, поступившим в БД для построения моделей после последней тренировки данной модели.

Затем, согласно правилам, установленным администратором ИСППР, блок загружает новые модели в репозиторий активных моделей на место предыдущих. Простейшим правилом может быть просто условие улучшения качества модели. При этом предыдущие модели, вместе со статистическими результатами их работы, сохраняются в БД истории моделей и их качества для дальнейшего анализа эффективности работы системы, ошибок администратора или неточностей в построении правил работы с моделями.

Блок тренировки нейронной сети реализует следующие этапы работы.

1. Блок подает на входы модели набор тренировочных сигналов, для которых известен правильный выход модели.
2. Модель генерирует на своем выходе сигнал прогноза, который поступает в блок для анализа.
3. Блок сравнивает сигнал прогноза с правильным выходом модели из набора тренировочных сигналов. Если они не совпадают, блок корректирует параметры нейросетевой модели согласно алгоритму тренировки. Для моделей прямого прогноза и прогноза изменения это алгоритм Левенберга-Марквардта, для моделей прогноза категорий это алгоритм Фалмана.
4. Блок тренировки выбирает новый набор тренировочных сигналов и повторяет пункты 1–3, пока погрешность прогноза по всем тренировочным сигналам не станет меньше заданного уровня или пока работа модели не удовлетворит набор правил, заданных администратором ИСППР.

На этапе прогнозирования выполняются те же пункты 1–2, что и на этапе тренировки моделей. Одновременно прогнозные данные накапливаются в БД прогнозов.

Основным автоматизированным рабочим местом системы является место администратора ИСППР. С его помощью он решает следующие задачи:

- задает и управляет правилами использования моделей;
- задает и управляет правилами тренировки и улучшения моделей;

- оценивает результаты работы активных моделей и их истории;
- постоянно адаптирует текущие модели и правила работы с ними;
- по запросу предоставляет нестандартные или комбинированные виды прогнозов, для чего может в ручном режиме тренировать и запускать модели.

Следующим по важности является рабочее место специалиста РКЦ. Он анализирует полученные прогнозы, корректирует планы распределения электрических и тепловых мощностей по районам и представляет полученные прогнозы для анализа ежедневным собранием РКЦ, принимающим окончательные решения.

Такие ежедневные собрания РКЦ с участием топ-менеджеров ключевых организаций регионального ТЭК можно проводить виртуально в видеорежиме. При правильной организации и удобном графическом представлении результатов прогноза (с использованием карты и сравнительных графиков) собрания могут занимать 10–20 минут. При этом степень координации между региональными генерирующими, распределяющими и снабжающими предприятиями энергетики региона, а также и регулируемыми организациями ТЭК значительно повысится. Значительно увеличится скорость и синхронность совместной реакции на возможные критические ситуации в энергоснабжении региона. Все это позволит значительно повысить эффективность работы регионального ТЭК.

Сокращение времени принятия решения, а также возможность автоматизировать принятие решений в некоторых случаях особенно просто и практически прозрачно достигаются при прогнозировании категории изменения энергопотребления. Благодаря тому, что прогноз выдается как тип изменения спроса, лицам, принимающим участие в ежедневном собрании РКЦ, нет необходимости оперировать точными цифрами и границами потребления по каждому району. Используя тип изменения спроса, РКЦ (или даже на более низком уровне – диспетчер энергогенерирующего предприятия) способен быстро установить необходимую последовательность действий, которую нужно выполнить, во избежание потерь эффективности или надежности энергоснабжения региона.

Так если в результате прогнозирования будет установлена одна из категорий положительных приростов спроса на электроэнергию, нужно или увеличить генерацию, если это возможно и экономически обоснованно, или связаться с потребителями-регуляторами и предупредить их о необходимости уменьшения объемов собственного энергопотребления на определенное время. В зависимости от уровня прироста и других экономических и социальных факторов, известных РКЦ, выбирается тип и количество регуляторов-потребителей, которым необходимо будет снизить потребление. Данное решение может быть задано в виде набора правил, т.е. конечное решение будет автоматически предлагаться для утверждения и за него необходимо будет проголосовать или изменить его с учетом ситуации.

В простейшем случае прогнозируемые типы изменений спроса могут отображаться в виде текстовых сообщений, например: «Прогнозируется значительное увеличение электропотребления в бытовом секторе – можно компенсировать крупными регуляторами-потребителями. Доступны следующие варианты компенсации: а) ... б) ... и т.д.». Второй вариант отображения представляет собой вывод набора прямых указаний к действиям, например: «Предупредить потребителя-регулятора А о необходимости снизить электропотребление завтра на такую-то величину».

Прямо противоположная ситуация будет происходить, если в результате прогнозирования будет выбрана одна из категорий сигнализирующих об уменьшении спроса в коммунально-бытовом секторе. В этом случае согласно предложенных ИСППР вариантов необходимо будет связаться с промышленными потребителями-регуляторами и предупредить их о необходимости увеличения объемов собственного энергопотребления на определенное время.

Согласно текущей ситуации при конкретном внедрении ИСППР могут создаваться дополнительные рабочие места для диспетчеров или энергоменеджеров генерирующих компаний, Облэнерго и работников соответствующих структур местных органов власти, в которых перечень, вид и формат отображаемой информации будут ограничены соответствующими районами и полномочиями конкретных организаций.

Выводы. Использование предложенной ИСППР на базе прогностических моделей энергопотребления сможет обеспечить эффективную работу регионального координационного центра при ежедневном анализе и управлении ситуацией в региональном ТЭК. Помимо этого ИСППР может быть использована диспетчерским персоналом служб контроля и управления энергопотреблением в энергоснабжающих компаниях для повышения экономической эффективности их работы.

Список литературы: 1. Вороний Н. И. Методы управления физико-техническими системами энергетики в новых условиях / Н. И. Вороний, Н. Н. Новицкий и др. - Новосибирск: Наука, 1995. - 335с. 2. Баринов В. А. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / В. А. Баринов, А. З. Гамм и др. - М.: МЭИ, 2000. - 648 с. 3. Вороновский Г. К. Усовершенствование практики оперативного управления крупными теплофикационными системами в новых экономических условиях / Вороновский Г. К. - Х.: Изд-во «Харьков», 2002. - 240 с. 4. Вороненко Д. И. Опыт синтеза и применения прогностических моделей на базе прямонаправленных нейросетей / Д. И. Вороненко, Г. К. Вороновский // Вестник науки и техники. - Харьков: ООО «ХДНТ», 2004. - № 2-3 (17-18), С. 56-62. 5. Вороненко Д. И. Использование каскадных нейросетей Фалмана для прогнозирования связанного потребления электричества и тепла / Д. И. Вороненко // Вісник НТУ «ХПІ». — 2004. - №43 —Т.1. - С. 93-97. 6. Вороненко Д. И. Классификация метеорологических сценариев для использования в предикторах энергопотребления жилых массивов города / Д. И. Вороненко // Проблемы региональной энергетики АН Респ. Молдова, Институт Энергетики. - 2008. - №3(8). - С. 65-72.

Вороненко Дмитрий Иванович закончил кафедру «Электрические станции» НТУ «ХПИ» в 2007 году.